



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 2

от 07.01.2021 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 07.01.2021 г., като разгледа подаденото от „Ситигаз България” ЕАД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, доклад с вх. № Е-ДК-975 от 04.12.2020 г., събраните данни от проведените на 15.12.2020 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-35-17 от 01.10.2020 г. от „Ситигаз България” ЕАД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-186 от 06.10.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ, като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Ситигаз България” ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-35-17 от 07.10.2020 г. е изискано от „Ситигаз България” ЕАД да предостави следните данни и документи: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи, подписана от заявителя, съгласно чл. 27а от НРЦПГ; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; доказателства за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението за цени по смисъла на чл. 36а от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 33 от НРЦПГ; в електронният модел на цените да бъде посочена положителна или равна на нула балансова стойност на „Други ДМА“ в справките за амортизационните планове за дейността „разпределение на природен газ“, както и копие на договор за наем на офис на дружеството за съответната територия. С писмо с вх. № Е-15-35-17 от 15.10.2020 г., заявителят е представил изисканите данни и документи.

С писмо с вх. № Е-15-35-25 от 18.11.2020 г., дружеството е представило заявление с вх. № Е-15-35-26 от 18.11.2020 г. за утвърждаване на цени за периода 2021 – 2025 г. и финансов модел за същия период, предвид допуснатата техническа грешка във внесения със заявление с вх. № Е-15-35-17 от 01.10.2020 г. финансов модел, както и поради промяна на цената на обществения доставчик.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-975 от 04.12.2020 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 265 от 09.12.2020 г., т. 2 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Ситигаз България” ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което са присъствали представителят на „Ситигаз България” ЕАД, който е посочил, че няма забележки по проекта и Омбудсманът на Р България. Според последния има значително увеличение на цената за снабдяване с природен газ на гражданите, както и на цената за присъединяване към ГРМ на битовите клиенти на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово. Газовото дружество предвижда смяна на базата на начисляване на цената за снабдяване с природен газ на битовите клиенти, като за следващия регулаторен период тя се формира на база клиент на месец. Също така, цената за снабдяване на битовите клиенти се увеличава с 46%. Според Омбудсмана по отношение на цената за присъединяване към ГРМ на битови клиенти за следващите пет години 2021 – 2025 г., в регион Силистра е предвидено и рязко увеличаване – от 280 лв. на 520 лв. или близо с 86%.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България” ЕАД в КЕВР е постъпило писмено становище с вх. № Е-04-04-35 от 16.12.2020 г. от Омбудсмана на Р България, в което се излага подробно становището, изказано по време на общественото обсъждане на проекта на решение и се отправят следните препоръки: КЕВР да аргументира промяната в начина на формиране на цената за снабдяване с природен газ за битовите клиенти; КЕВР да отговори как са гарантирани интересите на клиентите с увеличението на цените за битовите клиенти; КЕВР да не допуска драстично увеличение на цените на природния газ за битовите клиенти с неясно представени аргументи.

В отговор на изразеното по време на общественото обсъждане становище на Омбудсмана, „Ситигаз България” ЕАД е депозирало в КЕВР писмо с вх. № Е-15-35-31 от 17.12.2020 г., в което дружеството обосновава предложените промени, а именно: за следващия регулаторен период е предложена нова тарифна политика по отношение на заплащането на услугата по снабдяване с природен газ – от заплащане въз основа на консумацията потребен природен газ към заплащане за предоставяне на услуга по снабдяване независимо от потреблението. Промяната е продиктувана от факта, че голяма част от битовите клиенти не обитават жилищата си постоянно, съответно нямат консумация на природен газ, което от своя страна е довело до загуби за дружеството през изминалия регулаторен период. Загубите са свързани с недосъбиране на прогнозираните приходи, въз основа на които е формирана цената за снабдяване с природен газ. Прогнозното средногодишно потребление за предходния регулаторен период на един битов клиент е било 1391 m³/год. Реалното потребление през 2019 г. е било 1230 m³/год., а през 2020 г. е намаляло на 1200 m³/год., като през годините се наблюдава ясно изразена тенденция на спад. Чрез прилагането на цена на клиент на месец дружеството планира да гарантира покриване на разходите си за отчитане на консумацията и изплащане на инвестициите, извършени за газифициране на битовите клиенти, както и за въвеждането на дистанционната система (смайт) за отчитане, което досега е направено за около 40% от битовите клиенти. Съществена причина за въвеждане на цена на клиент на месец е, че 100% от разходите имат постоянен характер, т.е. не зависят от потреблението на природен газ. Посочената от Омбудсмана на Р България цена за снабдяване в размер на 3,92 лв./MWh за регулаторния период 2016 – 2020 г., е информативна, а утвърдената от Комисията е в куб. м. и е 36,44 лв./1000 m³. Тази цена е формирана въз основа на средногодишно прогнозно потребление от 1391 m³/год., което формира годишен разход на един среден битов клиент (респ. приход за дружеството) от

50,68 лв. Предвид факта, че реалното потребление за целия регулаторен период е било по-ниско, цената за снабдяване би следвало да бъде по-висока. Цената за снабдяване на битов клиент през новия регулаторен период не зависи от потреблението и при предложената стойност от 5,57 лв./клиент на месец формира годишен разход от 66,84 лв./год. Сравнението на цените за двата регулаторни периода и изчисляването на процентно изменение на разходите на клиентите не е коректно, тъй като начините на формирането им, както и мерните им единици са различни. В допълнение, разходът от 50,68 лв. е формиран за определено потребление, като при по-ниско потребление даден клиент е имал по-малък разход, а при по-голямо – по-голям разход. Същността на предлаганата нова цена за снабдяване е, че клиентът заплаща правото си да е свързан към ГРМ на дружеството, като според пазарната логика постоянните разходи на дружеството трябва да бъдат покривани от постоянни приходи, за да се запази икономическият баланс между търговеца и клиента. При прилагане на този подход се постига положителен ефект за клиентите, тъй като те получават облекчение през зимните месеци, когато плащанията са с най-висок размер. Също така на клиентите се предоставя възможността ако заявят, че няма да консумират природен газ за определен период, за този период да не заплащат цена за снабдяване.

По отношение на цените за присъединяване те са формирани и утвърдени през 2011 г., т.е. преди два регулаторни периода, в началото на извършване на дейността на дружеството по газифициране на общините. Тогава дружеството целенасочено е предложило по-ниски цени, за да привлече повече клиенти в първите години от газифицирането, като предложените нови цени за присъединяване за регулаторен период 2021 – 2025 г. отразяват реалните му разходи. Разходите за присъединяване се състоят от постоянна и променлива компонента. Постоянните разходи, включват издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, одобряване на работния проект от общината и др., като за периода от 2010 г. до 2020 г. бележат ръст от 25% – през 2010 г. са били 160 лв., а към настоящия момент са 200 лв. При променливите разходи, включващи изкопно-възстановителни и монтажни работи, ръстът е значително по-голям – от 120 лв. през 2010 г. до 320 лв. през 2020 г., или 166% увеличение. Промените в цените са били оповестени на обществеността, като в продължение на 3 месеца потенциалните клиенти, посещаващи офиса на дружеството, са били уведомявани за предстоящо увеличение, както и за причините за него. Уведомяването за увеличение е било прието от хората и не е имало индикации за противното. Увеличението на цените за присъединяване се аргументира с десетгодишното им задържане на едно ниво и промените се през този период цени на строително-монтажните работи, на съгласуване от различни инстанции, както и усложняване на процедурите по реализацията на процесите.

Комисията приема за обосновани аргументите на „Ситигаз България“ ЕАД относно предложеното от дружеството формиране на цените за снабдяване в левове за клиент. Утвърждаването до момента цени на дружеството са били в лева за 1000 м³, като оповестяването от КЕВР преобразувани в енергийни единици цени са с информативен характер. Следва да се има предвид, че средната цена за снабдяване на битов клиент на месец в сектор „Природен газ“ е 12,12 лв. Предложената за утвърждаване цена е значително по-ниска от средната в сектора. Същевременно, тя ще позволи на „Ситигаз България“ ЕАД да снабдява с природен газ клиентите си, без да реализира загуби от дейността си. В допълнение, според чл. 19, ал. 6 от НРЦПГ цените за снабдяване могат да бъдат определяни в левове за клиент.

По отношение на цената за присъединяване на битови клиенти, КЕВР е утвърдила цените за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово на „Ситигаз България“ ЕАД с Решение № Ц-25 от 11.07.2011 г. За периода от десет години, през който дружеството е присъединявало битови клиенти по цена от 280 лв. на клиент, общите му разходи за присъединяване на битови клиенти са се увеличили средно с 85,70%. Като се има предвид и факта, че към момента средната цена за присъединяване на битови клиенти в сектор „Природен газ“ е 496 лв., е

обосновано да бъде утвърдена предложената от дружеството цена за присъединяване на битови клиенти. Актуализираната цена е разходообразувана и отразява извършваните от заявителя разходи за всички дейности по присъединяването, стойността на газопроводи и съоръжения в съответствие с нормативните и технологичните изисквания, осигуряващи пряка връзка от технологично одобрената точка на свързване към съответната мрежа до точката на присъединяване към съоръжението на клиента/група клиенти.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:

„Ситигаз България” ЕАД е титуляр на лицензия № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово и Главиница, издадени за срок до 12.09.2042 г. С Решение на КЕВР № И2-Л-358 от 20.01.2016 г., лицензиите са изменени, като към лицензионната територия е присъединена територията на община Ситово.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-2 от 29.01.2016 г. Комисията е утвърдила на „Ситигаз България” ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово за регулаторен период от 2016 до 2020 г., включително.

„Ситигаз България” ЕАД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано във вестник „Силистренски бряг“, брой от 30 септември – 1 октомври 2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 374-214 от 02.07.2020 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Договорът влиза в сила, считано от 07:00 часа на 01.01.2021 г. и е със срок на действие до 07:00 часа на 01.01.2022 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

През новия регулаторен период „Ситигаз България” ЕАД предлага тарифна структура, която се състои от три групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски (ОАТ) и битови. Промислените клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно консумацията им, а именно: до 1000 MWh и от 1000 MWh до 5000 MWh. Предложената тарифна структура отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Ситигаз България” ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2021 до 2025 г.), което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години. Регулаторен период с продължителност от 5 години ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2021 – 2025 г.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваването на разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблици № 1 и 2:

Дейност „разпределение на природен газ (хил. лв.)

Таблица № 1

Клиенти	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	129	142	152	196	180
ОАТ	141	146	158	192	163
Битови	210	271	323	426	404
Общо	480	559	632	814	747

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.)

Таблица № 2

Клиенти	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	5	5	6	6	7
ОАТ	15	15	15	15	14
Битови	17	18	19	20	20
Общо	38	38	40	41	41

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности, са представени в Таблица № 3:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	466	531	576	614	540	2727	100%
„разпределение на природен газ“	429	495	539	580	507	2550	94%
„снабдяване с природен газ от краен	37	37	37	34	33	177	6%

В обосновката на разходите дружеството посочва, че разходите за дейностите са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана на „Ситигаз България“ ЕАД, въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; отчетна и балансова стойност на ГРМ, както и брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите. Дружеството е прогнозирано разходите си за регулаторния период на база отчетните данни за 2019 г., както и отчетните и прогнозни стойности за 2020 г.

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени детайлно всички конкретни видове разходи. УПР, които не зависят от количествата природен газ, са прогнозирани по години без отчитане на инфлация за периода. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми. За нуждите на ценообразуването разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности и съответните им отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Ситигаз България” ЕАД е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 94% от общия обем разходи и се увеличават от 429 хил. лв. през 2021 г. на 507 хил. лв. през 2025 г.

Условно-постоянните разходи представляват 98% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени, както следва:

Разходи за материали представляват 3% от УПР за дейността, нарастват от 13 хил. лв. през 2021 г. на 15 хил. лв. през 2025 г. и включват:

- *разходи за материали за текущо поддържане*, прогнозирани като процент (около 0,1%) от стойността на вече изградените линейни участъци, като е отчетено и въвеждането на нови линейни участъци; 20% от разходите за материали и представляват разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ;

- *разходи за гориво за транспорт*, прогнозирани на база отчетен среден разход на километър изградена ГРМ за 2019 г. – 100 лв./км;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло при 1000 лв. на човек годишно;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани на база персонал, в размер средно 250 лв. на човек годишно;

Разходите за външни услуги представляват 10% от УПР и нарастват от 45 хил. лв. през 2021 г. на 57 хил. лв. през 2025 г., като включват:

- *разходи за застраховки на ГРМ*, прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (ДМА) – 0,07%, включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, „Гражданска застраховка юридически лица“ и застраховка на автомобилите, обслужващи дейността – „Гражданска отговорност“ и „Каско“;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба и извършени разходи през 2020 г., в т.ч. лицензионни такси, планирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите, заложен в бизнес плана;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на 1000 лв. годишно за всяка година от регулаторния период;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 576 лв.;

- *разходи за наеми на сгради*, включват наем на офиси и складови бази на база площ на офисите и среден размер за наем от 5 лв. на кв. м на месец (съгласно представено копие на договор за наем № 19-69, сключен на 04.12.2017 г.);

- *разходи за проверка на уреди*, определени в размер на 81 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и по 9 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани като 0,2% от стойността на приходите;

- *реклама и рекламни материали* – прогнозирани в размер на 1000 лв. годишно;

- *съдебни разходи* – определени като постоянна годишна сума на базата на статистическа информация от предходни години и включват само държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания.

Разходите за амортизации представляват 71% от УПР, като се увеличават от 299 хил. лв. през 2021 г. на 341 хил. лв. през 2025 г. Разходите за амортизации на дълготрайните

активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години, както и начина на формиране на амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. В направено от заявителя обобщение на амортизационните планове на видовете активи са показани отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 11% от УПР и нарастват от 46 хил. лв. през 2021 г. на 58 хил. лв. през 2025 г. Според заявителя тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани са въз основа на разходите за заплати на човек за 2019 г. и броя на персонала. До края на 2021 г. заетият персонал в дейността е 4 души, а през 2022 г. се предвижда назначаването на още един човек.

Разходите за социални осигуровки представляват 3% от УПР, като нарастват от 13 хил. лв. през 2021 г. на 17 хил. лв. през 2025 г. – съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и УПР

Социални разходи, в размер на 1% от УПР за дейността, като нарастват от 3 хил. лв. през 2021 г. на 4 хил. лв. през 2025 г. и са прогнозирани в зависимост от броя на персонала.

Други разходи, представляват приблизително около 0,5% от УПР, като нарастват от 2 хил. лв. през 2021 г. на 2,5 хил. лв. през 2025 г. Заявителят е включил в това перо разходите за *охрана на труда (трудова медицина), командировки и обучение на персонала*, определени в зависимост от броя на персонала и разхода на човек за отчетния период.

Променливите разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват 2% от общите разходи за тази дейност и нарастват през регулаторния период от 9 хил. лв. през 2021 г. на 14 хил. лв. през 2025 г. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на предприятието. Основният материал, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата, е одорантът.

Разходите за одорант, планирани в съответствие с разходната норма от 2,4 mg/MWh, прогнозните количества за реализация и цената на одоранта.

Материали за текущо поддържане – прогнозирани като среден разход за едно табло от 3 лв./год.

2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Тези разходи представляват 6% от общия обем разходи и включват само УПР, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността намаляват от 37 хил. лв. през 2021 г. на 33 хил. лв. през 2025 г. УПР представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността и са разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали с относителен дял от 11%, размерът им от 4 хил. лв. годишно остава непроменен през разглеждания период. Те включват: *разходи за работно облекло* планирани в зависимост от броя персонал и *разходи за канцеларски материали*;

Разходите за външни услуги представляват 11% от разходите за дейността, като размерът им от 4 хил. лв. остава непроменен през разглеждания период и включват: *пощенски разходи, телефони и абонаменти, и разходи за наем*.

Разходите за амортизации представляват 9% от разходите, предвидени за дейността, като намаляват от 5 хил. лв. през 2021 г. на 620 лв. през 2025 г.

Разходите за заплати и възнаграждения с относителен дял 47% от разходите за дейността, като годишният им размер от 17 хил. лв. остава непроменен през целия период при персонал от 2 души.

Разходите за социални осигуровки представляват 13% от разходите за дейността, като размерът им е около 5 хил. лв. на година през регулаторния период.

Други разходи, в размер на 3 хил. лв. годишно и остават непроменени през регулаторния период, представляващи 8% от общите разходи за тази дейност, като включват разходи за охрана на труда, прогнозираните като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и разходи за командировки.

През регулаторния период 2021 г. – 2025 г. дружеството не планира променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ“, които пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да бъде направен извод, че са икономически обосновани.

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в Таблици № 4 и 5:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 4

№	Позиция	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	3824	4063	4024	4028	4137
2.	Балансова стойност на ДНА	201	139	77	15	
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	265	280	278	263	263
3.	Необходим оборотен капитал	16	19	20	20	21
4.	Регулаторна база на активите	3776	3940	3842	3800	3895
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	1,36%	1,64%	2,43%	6,16%	6,16%
6.	Възвръщаемост	52	65	93	234	240
7.	Разходи, в т.ч.:	429	495	539	580	507
7.1.	УПР	420	485	527	567	493
7.2.	Променливи разходи	9	10	11	13	14

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 5

№	Позиция	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	5	5	5	4
2.	Балансова стойност на ДНА	11	6	2	1	0
3.	Необходим оборотен капитал	80	91	104	117	131
4.	Регулаторна база на активите	91	102	111	122	135
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	1,36%	1,64%	2,43%	6,16%	6,16%
6.	Възвръщаемост	1	2	3	8	78
7.	Разходи, в т.ч.:	37	37	37	34	33
7.1.	УПР	37	37	37	34	33

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2021 – 2025 г. са в размер на 2080 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 1224 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 856 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Ситигаз България” ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2025 г. е в размер на 2,44%, която е изчислена при 23,51% дял собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,54% и привлечен капитал 76,49% с норма на възвръщаемост от 1,3% и при отчитане на данъчните задължения.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България” ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България” ЕАД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Ситигаз България” ЕАД, безлостовият коефициент се преобразува в лостов с размер 3,17. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,03%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,23%) и премията за специфичния за държавата риск (2,80%) по актуализирани данни от месец юли 2020 г. от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 0,2581%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период октомври 2019 г. – септември 2020 г. Дружеството планира да използва 80,15% привлечен капитал с норма на възвръщаемост 1,3%.

При прилагането на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се изчислява в размер на 7,70%, при дял от 23,51% на собствен капитал и норма на възвръщаемост 25,68%; дял на привлечения капитал от 76,49% с норма на възвръщаемост 1,3% и при отчитане на данъчните задължения, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Ситигаз България” ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 2,44%, изчислена при 23,51% собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,54%, дял на привлечения капитал от 76,49% с норма на възвръщаемост 1,3% и при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

¹<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²<http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StRLTIR/>

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и по групи клиенти в Таблици № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	MWh/год.	5 694	6 429	7 708	8 444	9 915
ОАТ	MWh/год.	5 874	6 364	6 976	7 955	8 567
Битови	MWh/год.	10 021	11 885	13 750	15 614	17 479
Общо	MWh/год.	21 589	24 679	28 433	32 013	35 961

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	бр.	7	8	9	10	12
ОАТ	бр.	48	52	57	65	70
Битови	бр.	860	1020	1180	1340	1500
Общо	бр.	915	1080	1246	1415	1582

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка и снабдяване и коефициентите за разпределяне по групи клиенти на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА.

Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,27 през 2021 г. на 0,24 през 2025 г., за ОАТ клиентите – намалява от 0,29 през 2021 г. на 0,22 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,44 през 2021 г. на 0,54 през 2025 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти се увеличава от 0,13 през 2021 г. на 0,17 през 2025 г., за ОАТ клиентите – намалява от 0,41 през 2021 г. на 0,34 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,46 през 2021 г. на 0,49 през 2025 г.

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи трите основни клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти се увеличава от 0,26 през 2021 г. на 0,28 през 2025 г., за ОАТ – намалява от 0,27 през 2021 г. на 0,24 в края на регулаторния период, а за битовите клиенти се увеличава от 0,46 през 2021 г. на 0,49 през 2025 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на ДМА на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи; броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент; както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни

приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ.

Предложените от „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени:		
до 1000 MWh/год.	22,15	0,76
от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год.	17,71	0,76
ОАТ	22,45	2,08
Битови	23,72	5,57 лв./клиент/месец

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.

При формирането на цените за подгрупите промишлени клиенти е възприет регресивен механизъм, който се изразява в намаляването на цената на всеки промишлен клиент, когато консумираното от него количество природен газ надхвърли границата в определена подгрупа и премине в следваща. В подкрепа на въвеждането на регресивния механизъм дружеството е изложило следните доводи: повишаване на достоверността на прогнозиране на количествата необходим природен газ от промишлените клиенти; поощряване на промишлените клиенти за бързо преоборудване на мощности за работа с природен газ; предлагане на атрактивни цени за нови големи инвеститори, а оттам и възможност за развитие на територията на лицензията; стимулиране на промишлените клиенти към по-висока консумация. Според заявителя, механизмът на регресивните тарифи ще позволи на дружеството да управлява „индустриалния риск“, свързан с евентуално бъдещо намаляване на потреблението на промишлените клиенти. Средната цена от прилагането на регресивния механизъм за всички промишлени клиенти е по-ниска от определената във финансовия модел цена за съответната подгрупа, в която попада клиентът, което не противоречи на разпоредбата на НРЦПГ.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Ситигаз България“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2021 – 2025 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна

комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Заявителят е предложил следните цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени (лв.)
Промислени	4880
ОАТ	2680
Битови	520

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.

Предложените цени за присъединяване към ГРМ на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, 11 и 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, 3 и 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Ситигаз България” ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период от 2021 г. до 2025 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти:

до 1000 MWh/год. 22,15 лв./MWh;

от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год. 17,71 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти 22,45 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти 23,72 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2021 г. – 480 хил. лв.; за 2022 г. – 559 хил. лв.; за 2023 г. – 632 хил. лв.; 2024 г. – 814 хил. лв.; 2025 г. – 747 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 21 589 MWh/год.; за 2022 г. – 24 679 MWh/год.; за 2023 г. – 28 433 MWh/год.; 2024 г. – 32 013 MWh/год.; 2025 г. – 35 961 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,44%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти:

до 1000 MWh/год. 27,69 лв./MWh;

от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год. 27,69 лв./MWh;

3.2. За общественно-административни и търговски клиенти 29,01 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти 5,57 лв./клиент/месец и

цена на природния газ на обществения доставчик за съответния месец.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответния месец на годината): 26,93 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти:

до 1000 MWh/год. 0,76 лв./MWh;

от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год. 0,76 лв./MWh;

4.2.2. За общественно-административни и търговски клиенти 2,08 лв./MWh.

4.2.3. За битови клиенти 5,57 лв./клиент/месец.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2021 г. – 38 хил. лв.; за 2022 г. – 38 хил. лв.; за 2023 г. – 40 хил. лв.; 2024 г. – 41 хил. лв.; 2025 г. – 41 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 21 589 MWh/год.; за 2022 г. – 24 679 MWh/год.; за 2023 г. – 28 433 MWh/год.; 2024 г. – 32 013 MWh/год.; 2025 г. – 35 961 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,44%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, както следва:

5.1. За промишлени клиенти 4880 лв.;

5.2. За общественно-административни и търговски клиенти 2680 лв.;

5.3. За битови клиенти 520 лв.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София-град в 14 (четирнадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА